

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.981/982

## ГЕОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛІГОЦЕНОВО-НИЖНЬОМІОЦЕНОВОГО КОМПЛЕКСУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Д.Д. Федоришин, О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,  
e-mail: geotom@nung.edu.ua

Розглядаються результати вивчення колекторських властивостей порід-колекторів геологічного розрізу олігоценово-нижньоміоценового комплексу південного нафтогазопромислового району. Наведено дані про колекторські властивості продуктивних порід, що отримані за результатами досліджень відкладів геологічних розривів газових, газоконденсатних та нафтових родовищ південного нафтогазопромислового району. За результатами експериментальних досліджень зразків відібраного із порід-колекторів керну, які вивчають олігоценово-нижньоміоценовий комплекс, встановлено характер розподілу коефіцієнту відкритої пористості і абсолютної проникності. За результатами математично статистичної обробки встановлено залежність коефіцієнта залишкового водонасичення від ємності катіонного обміну для пісковиків олігоценово-нижньоміоценового віку.

Ключові слова: колектор, коефіцієнт пористості, проникність порід-колекторів, структура порового простору, коефіцієнт залишкового водонасичення, ємність катіонного обміну.

Рассматриваются результаты изучения колекторских свойств пород-коллекторов геологического разреза олигоценово-нижнемiocенового комплекса южного нефтегазопромышленного района. Приведены данные колекторских свойств продуктивных пород, полученных по результатам исследований отложений геологических разрезов газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений южного нефтегазопромышленного района. По результатам экспериментальных исследований образцов отобранного из пород-коллекторов керна, которые представляют олигоценово-нижнемiocеновый комплекс, установлен характер распределения коэффициента открытой пористости и абсолютной проницаемости. По результатам математически статистической обработки установлена зависимость коэффициента остаточного водонасыщения от емкости катионного обмена для песчаников олигоценово-нижнемiocенового возраста.

Ключевые слова: коллектор, коэффициент пористости, проницаемость пород-коллекторов, структура порового пространства, коэффициент остаточного водонасыщения, емкость катионного обмена.

The article deals with the study results of the reservoir properties of geological cross-section of the Oligocene-Lower Miocene complex of the southern oil and gas production region. It presents the data about the producing rocks reservoir properties obtained in accordance with the studies of the sediments of the geological cross-sections of gas, gas condensate, and oil fields in the southern oil and gas production region. Based on the results of the experimental studies of the core samples taken from the reservoir rocks that occur in the Oligocene-Lower Miocene Complex, the distribution nature of the factor of effective porosity and absolute permeability was determined. Based on the results of the mathematically statistical analysis, the dependence of the residual water saturation factor on the cation exchange capacity for the sandstones of the Oligocene-Lower Miocene age was established.

Keywords: reservoir, porosity factor, permeability of reservoir rocks, structure of pore space, residual water saturation factor, cation exchange capacity.

**Актуальність.** Проблеми, які сьогодні переживає Україна призвели до того, що в межах шельфу Чорного моря відкрито лише 8 газових і газоконденсатних родовищ, а в акваторії Азовського моря (український сектор) – 6 газо-

вих родовищ (одне з яких розташоване частково на суші). Як поточні розвідані запаси, так і видобуток газу на морських родовищах України ледь перевищують 3 % від загальноукраїнських показників. Проте потенційні перспекти-

ви нафтогазоносності акваторій значно перевищують досягнутий рівень їхнього освоєння. На сьогодні у морських акваторіях прогнозується близько 30 % нерозвіданих покладів вуглеводнів (ВВ) від неосвоєних ресурсів України.

**Аналіз опублікованих праць.** Ступінь вивченості основних нафтогазоносних і перспективних комплексів регіону, з точки зору щільності сейсмічних досліджень МСГТ, у цілому недостатній. Так, у північному Причорномор'ї деякі перспективні на нафту і газ геологічні комплекси, зокрема нижньокрейдовий, досліджені незадовільно. У цьому регіоні близько 15 років пошуково-розвідувальні роботи не проводяться.

Ступінь розбуреності основних нафтогазоносних та перспективних на вуглеводні, в тому числі і на газогідратні, літолого-стратиграфічних комплексів змінюється в досить широкому діапазоні. Слабо висвітлені бурінням глибокозалегаючі товщі порід літолого-стратиграфічних комплексів, а саме – силурійсько-нижньокам'яновугільна та юрська системи в Передбруджі, а також крейдова система на Керченському півострові і в північному Причорномор'ї. Показники розбуреності перших двох становлять (4,61 та 8,88 м/км<sup>2</sup>) відповідно. Недостатньо вивчена також юрська система Керченського півострова (2,02 м/км<sup>2</sup>), нижньокрейдовий відділ у Північному Причорномор'ї, на Керченському півострові та в рівнинному Криму (0,66; 5,66 і 34,69 м/км<sup>2</sup> відповідно). Дещо краще досліджений верхньокрейдово-еоценовий комплекс у рівнинному Криму (103,48 м/км<sup>2</sup>), значно гірше на Керченському півострові і в північному Причорномор'ї (4,70 і 2,67 м/км<sup>2</sup> відповідно).

Майкопський комплекс недостатньо вивчений бурінням у північному Причорномор'ї (2,52 м/км<sup>2</sup>), відносно добре – на Керченському півострові (92,47 м/км<sup>2</sup>). В інших районах цей показник становить 18,55 м/км<sup>2</sup>.

Загалом по осадовому чохла розбуреність півдня України характеризується так: західне Причорномор'я - 22,5 м/км<sup>2</sup>, або 109,5 км<sup>2</sup>/1 св., Рівнинний Крим - 60,3 м/км<sup>2</sup>, або 44,7 км<sup>2</sup>/1 св., Північне Причорномор'я - 2,5 м/км<sup>2</sup>, або 784,2 км<sup>2</sup>/1 св., та Керченський півострів - 88,5 м/км<sup>2</sup>, або 33,5 км<sup>2</sup>/1 св. Вивченість глибоким бурінням південних областей України загалом складає 35,1 м/км<sup>2</sup>, або 77,5 км<sup>2</sup>/1 св [1, 2].

**Мета статті** – дослідити та встановити основні чинники, які впливають на колекторські властивості порід-колекторів геологічного розрізу олігоцену-нижньоміоценового комплексу південного нафтогазоносного регіону. За результатами математично-статистичної обробки побудувати петрофізичні моделі коефіцієнта залишкового водонасичення від ємності катіонного обміну для пісковиків олігоцену-нижньоміоценового віку.

**Методи дослідження.** Аналіз та узагальнення наявних геолого-геофізичних матеріалів

по відкладах майкопського комплексу з урахуванням результатів власних досліджень порід-колекторів літолого-стратиграфічних комплексів, їх фільтраційно-ємнісних характеристик, дали змогу виявити особливості їхньої геологічної будови, визначити об'єм та структуру цих відкладів, а також встановити характер поширення окремих стратиграфічних підрозділів у різних районах регіону [3].

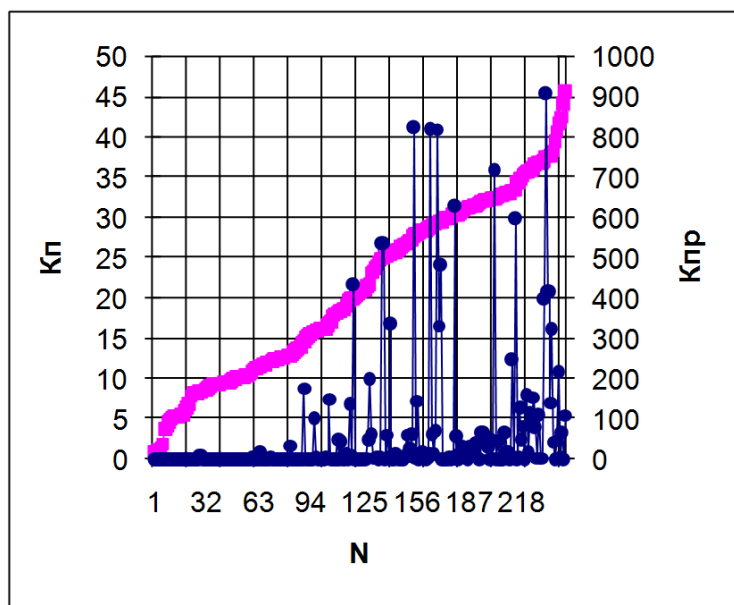
За результатами геолого-геофізичних досліджень свердловин західного та північного Причорномор'я олігоцену-нижньоміоценовий розріз представлений колекторами гранулярного і кавернозно-гранулярного типів за літологічним складом породи-колектори представлені: пісковиками дрібнозернистими, олігомиктовими, з присутністю уламків ооліту, мікрофауною, вапняками органогенними, оолітовими, детритовими, різного ступеня щільності і кавернозності з домішками пісковикової фракції [4, 5, 6]. Питомі електричні опори порід гранулярного типу на кривих мікробокового і бокового каротажів характеризуються різним співвідношенням питомих електричних опорів і мають такий вигляд:  $\rho_{п}^{мбк} \leq \rho_{п}^{ок}$ , а для кавернозно-гранулярного типу –  $\rho_{п}^{мбк} \geq \rho_{п}^{ок}$ . Такі розбіжності електричних опорів пояснюються особливостями структурної будови породи-колектора.

Колектори продуктивного комплексу майкопських відкладів характеризуються також значною неоднорідністю літотипів та значним перешаруванням глинистих піщанистих та алевролистих товщ.

Складність побудови їх фільтраційної моделі порід-колекторів такого типу геологічних розрізів за результатами геофізичних досліджень наглядно видно з діаграми розподілу коефіцієнту відкритої пористості і абсолютної проникності, які визначені експериментально на зразках керну. На діаграмі розподілу коефіцієнту пористості і коефіцієнта проникності (рис. 1) видно, що мінливість фільтраційно-ємнісних параметрів та їх взаємозв'язок не підпорядковується нормальному закону розподілу. Так, наприклад, в діапазоні пористості 32-33 % виділяється ділянка малої проникності  $18-30 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а в межах пористості 27-29 % проникність досягає  $450-750 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в межах  $K_{п} = 14-18$  % проникність досягає  $180-320 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> [7, 8, 9].

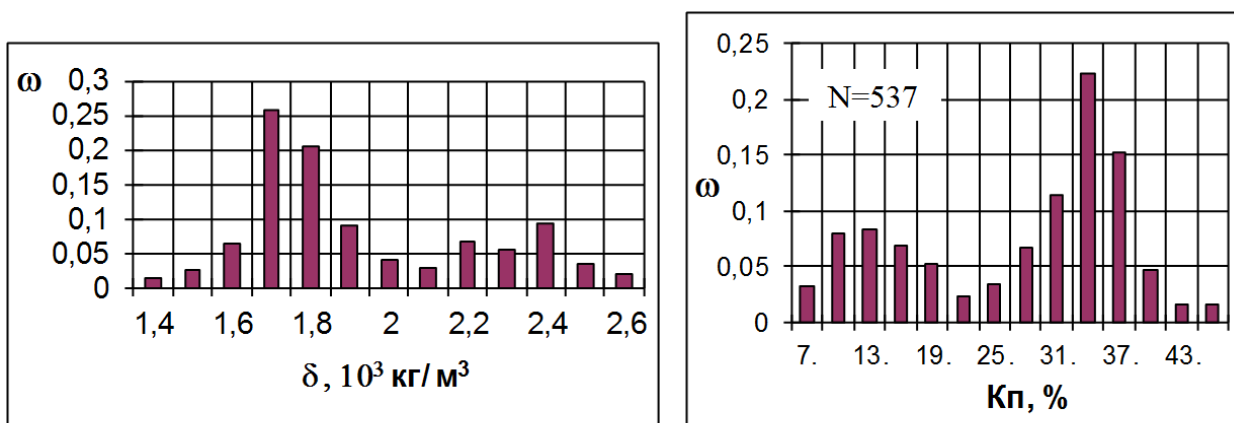
Такий характер розподілу петрофізичних параметрів вказує на те, що основним чинником, який обумовлює коефіцієнт проникності породи, є структура порового простору і характер її взаємозв'язку з флюїдом (гідрофобність, гідрофільність). Об'єм порового простору, як видно з діаграм, не є визначальним при формуванні проникності. На гістограмі впевнено виділяються дві інформаційні ділянки, які різняться не тільки за літологічною характеристикою, але і за ознаками структури порового простору.

Розподіл густини гірських порід визначеної на зразках кернового матеріалу (530 зразків) представлені у вигляді гістограми (рис. 2). Як видно із рисунку в області низької густини  $(1,4-20) \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup> виділяється асиметрична крива,



- – ранжований ряд коефіцієнта пористості
- – значення коефіцієнта проникності

Рисунок 1 – Діаграма розподілу коефіцієнтів пористості і проникності



а  
б  
Рисунок 2 – Гістограма розподілу густини (а) і пористості порід (б)

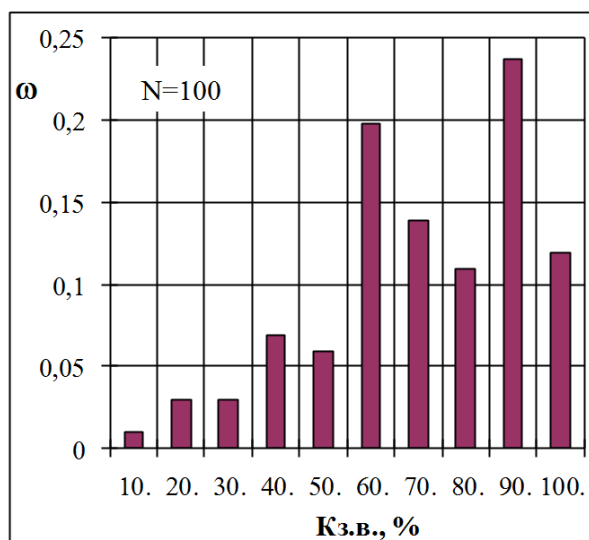


Рисунок 3 – Гістограма розподілу коефіцієнта залишкової води

яка підпорядковується нормальному закону розподілу. В області великих значень нема чіткого характеру розподілу.

Гістограма розподілу відкритої пористості представлена на рисунком 2 б, на якій чітко спостерігається в області великих значень коефіцієнта пористості (25-43 %) нормальний закон розподілу, а в області малих значень (7-43 %) розподіл стохастичний, що засвідчує неоднорідність будови породи-колектора олігоценово-нижньоміоценових відкладів.

На рис. 3 представлено гістограму розподілу об'єму залишкової води в поровому просторі продуктивних порід-колекторів. Як видно із побудови, для цього типу порід виділяються не менше чотирьох компонент, які характеризують вплив гетерогенного середовища на величину коефіцієнта залишкового водонасичення ( $K_{з.в.}$ ).

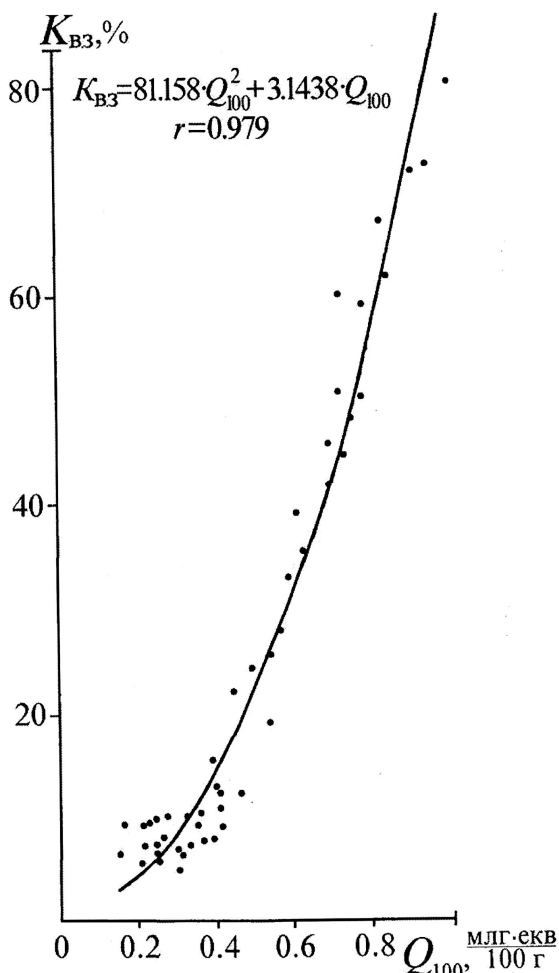


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта залишкового водонасичення від ємності катіонного обміну для пісковиків олігоценово-нижньоміоценового віку

Оскільки фізично зв'язана вода в більшості випадків залежить від глинистості та структури порового простору [10, 11], нами розроблено методику її визначення із врахуванням літолого-петрографічних характеристик продуктивних порід нафтогазових родовищ Південного регіону. Із робіт, які присвячені цьому питанню,

можна виділити [12-13] Д.А. Кожевникова та М.М. Елланського, у яких науковці узагальнюють уявлення про різні петрофізичні моделі формування залишкового водонасичення.

За даними своїх досліджень автори виділяють такі основні фактори, які, на їхню думку, є основними при формуванні залишкового водонасичення, а саме:

- для «фіктивної» (мономінеральної, неглинистої) породи залишкове водонасичення залежить від діаметра зерен і розміру пор;

- для полідисперсної породи за відсутністю глинистого цементу залишкове водонасичення також залежить від розподілу зерен та пор за їх розмірами.

У реальних породах-колекторах з гранулярною пористістю із значною кількістю глинистого матеріалу величина залишкового водонасичення залежить від відносної глинистості:

$$\eta = \frac{K_{гг}}{K_{гг} + K_n} \quad (1)$$

де  $K_{гг}$  - коефіцієнт об'ємної глинистості.

$K_n$  - коефіцієнт пористості гірської породи.

Окрім цього, на величину  $K_{з.в.}$  суттєво впливають розподіл в породи порових каналів певного діаметра, середній гідравлічний радіус фільтруючих каналів, гідрофільні властивості поверхні матриці скелету гірської породи та ємнісні властивості агрегатної глинистості  $K_{гг.агр.}$ :

$$K_{гг.агр.} = K_{гг} \cdot (1 + K_{п.гг.}), \quad (2)$$

де  $K_{п.гг.}$  - коефіцієнт пористості глинистого матеріалу.

Автори роботи [12] підкреслюють, що відсутність кількісної інформації, яка характеризує вплив багатьох чинників на величину залишкового водонасичення, не дає змоги вивчати залежності залишкового водонасичення від пористості на кількісному рівні. Авторами запропонована математично- і фізичнообґрунтована універсальна модель, що описує формування та характер залежності залишкового водонасичення породи-колектора від ємності катіонного обміну.

За результатами визначення ємності катіонного обміну глинистих продуктивних порід-колекторів олігоценово-нижньоміоценового комплексу методом адсорбції метиленового голубого із контактуючих з породами розчинів встановлено, що ємність катіонного обміну каролініту складає 4-4,6 мг-екв/100 г. За результатами математичної обробки отриманих результатів побудовано відповідну петрофізичну залежність, яку наведено на рисунку 4.

**Висновки та завдання подальших досліджень.** Проведений аналіз вивчення олігоценово-нижньоміоценових відкладів дав можливість встановити, що у розрізі переважають колектори гранулярного і кавернозно-гранулярного типів. Встановлено, що на коефіцієнт проникності породи впливає структура порового простору і характер її взаємозв'язку з флюїдом, а саме гідрофобність та гідрофільність. За результатами експериментальних досліджень

встановлені основні параметри розподілу радіусів пустотного простору та питомої поверхні, які визначають величину коефіцієнта зв'язаної води.

### Література

1 Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря: монографія / П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, М. І. Євдошук, Б. Л. Крупський, В. В. Гладун; НАН України; НАК "Нафтогаз України", Держ. геол. служба України. – К.; Л., 2007. – 232 с.

2 Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикерченського шельфу Чорного моря / П.Ф. Гожик, М.І. Євдошук, В.В. Гладун та інші. – Київ: Вид ЕКМО, 2011. – 340 с.

3 Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища і оцінка характеру обводнення // Звіт про НДР; керівник теми: Д.Д. Федоришин. – Фонди ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2004. – 198 с.

4 Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

5 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: Изд. ГЕРС, 2001. – 229 с.

6 Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин – М.: Недра, 1982.

7 Старостін В.А. Визначення ефективної проникності колекторів за даними ГДС / В.А. Старостін, О.М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С.4 – 9.

8 Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин – М.: Недра, 1987. – 375 с.

9 Старостін В.А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В.А. Старостін, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3(4). – С.18 – 23.

10 Ханин А.А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 208 с.

11 Федоришин Д.Д. Визначення коефіцієнта залишкового водонасичення поліміктових пісковиків родовищ нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині / Федоришин Д.Д., Трубенко О.М., Федоришин С.Д., Потятинник Т.В., Громьяк О.А. // Научные труды SWorld. – 2015. – Т.20. – № 20 (39). – С. 8-14.

12 Злочевская Р.И. Связанная вода в глинистых грунтах. – М.: Изд-во МГУ, 1969. – 176 с.

13 Элланский М.М. Изучение коллекторских свойств терригенных нефтегазоносных отложений для подсчета запасов // Обз. инф. НИИЭГазпром. Сер. геол. и разв. газ. и газоконд. местор. – М., 1978. – 53 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
30.10.15*

*Рекомендована до друку  
д-ром техн. наук Кондратом О.Р.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром геол. наук Лазаруком Я.Г.  
(Інститут геології і геофізики горючих копалин  
НАН України, м. Львів)*